

14. Кореневский С.М., Захарова В.Н., Шамалов В.А., Миоценовые галогенные формации предгорий Карпат. – Л.: Недра, 1977. – 248 с.

15. Науменко В.В., Галий С.А. Стратиформные оруденения в структуре палеозоны Беньофа // Геология Советских Карпат: Сб. науч. тр. – К.: Наук. думка, 1989. – С. 135-142.

16. Металогения ртути. – М.: Недра, 1976. – 157 с.

17. Поливцев А.В., Поморцев Г.П., Борковский А.А. Газогеохимические поиски полезных ископаемых в Карпатском регионе. – К.: Наук. думка, 1990. – 196 с.

18. Голева Г.А. Редкие элементы в подземных водах Украинских Карпат // Сов. Геология. – 1976. – № 4. – С. 54-69.

19. Березовський І. Методологія генезису нафти / Геологія горючих копалин України. – Львів, 2001. – С. 22-23.

20. Аксенов А.А., Багдасарова М.В., Довжок Е.М. Бориславское нефтяное месторождение – пример разгрузки глубинных флюидных систем по тектоническим нарушениям // Пластовые дав-

1) лінійної залежності кількості розчиненого газу від тиску фазової рівноваги; ления в нефтегазоносных провинциях: Труды ИГиРГИ. Вып. 12. – М.: Недра, 1982. – С. 70-82.

21. Маєвський Б.Й. Роль нафтогазогеологічної науки в забезпеченні вуглеводневих сировиною // Проблеми нафтогазового комплексу України. 1993-2002. – Львів: УНГА, 2002. – С. 5-13.

22. Маевский Б.И., Зацеха Б.В., Антонишин О.И. Влияние эндогенных процессов на коллекторские свойства пород в связи с поисками залежей нефти и газа на больших глубинах // Тез. III Всесоюз. конф., 1-3 февраля 1983. – Москва: МИНХ и ГП, 1983. – С. 102-104.

23. Паньків Р.М. Літолого-геохімічні особливості і умови утворення родовищ сірки північно-західної частини Передкарпатського сірконосного басейну (на прикладі Язівського родовища) // Автореф. дис. канд. геол. наук. – Львів: ІГГК НАН України та НАК “Нафтогаз України”, 2002. – 20 с.

2) залежності з криволінійною ділянкою

УДК 547.912 (477)

## ВПЛИВ ВИПАРУВАННЯ ПЛАСТОВИХ НАФТ НА ЕФЕКТИВНІСТЬ РОЗРОБКИ ПОКЛАДІВ

М.М.Багнюк, Ю.Г.Філяс, Л.І.Федишин

ЛВ УкрДГРІ, 79000, м. Львів, пл. Міцкевича, 8, тел. (0322) 712268,  
e-mail: lv\_ukrdgri@polynet.lviv.ua

*На основе экспериментального изучения характера дегазации пластовых нефтей различных типов предлагается ввести новый параметр – испаримость. Его определение позволит оценить потери массы флюидов в процессе разработки залежей на режиме истощения.*

*On the basis of experimental study of different types formation oils degassing character it is proposed to introduce a new parameter – evaporation. Its determination will allow to evaluate the losses of fluids mass in the process of pools development in depletion regime.*

Газовміст ( $\Gamma$ ) є однією з найважливіших характеристик пластових нафт. Він комплексно пов'язаний з рядом інших параметрів, наприклад, з об'ємним коефіцієнтом, густиною чи в'язкістю.

Конкретні значення  $\Gamma$  залежать передусім від природи пластового флюїду. Під час розробки покладу на режимі розчиненого газу, тобто в умовах падіння тиску нижче початкового тиску насичення флюїду ( $p < p_n$ ), легкі компоненти виділяються із гомогенної суміші вуглеводнів, утворюючи окрему фазу. Інтенсивність розгазування може істотно змінюватися у кожному заданому інтервалі ( $\Delta p = p_n - p$ ). Тому специфіку цього процесу визначають залежності  $\Gamma = f(p)$ , параметри для побудови яких одержують експериментальними дослідженнями пластової нафти.

А.Ю.Наміот [1] виділив три типи кривих дегазації пластових нафт за постійної температури  $t_{пл}$ :

тільки в областях низьких тисків;

3) залежності з криволінійними ділянками в області низьких та високих тисків.

Дослідження нафт засвідчує, що перший тип зміни газовмісту в природі не зустрічається, бо розчинена фаза не є однокомпонентною, а завжди являє собою суміш вуглеводневих і неуглеводневих сполук.

Більшості пластових нафт з низькими та середніми значеннями газовмісту відповідає другий тип залежностей  $\Gamma = f(p)$ . Їх криволінійна ділянка пов'язана з наявністю у розчині помітної кількості важких гомологів метану. Згадана функція поступово випрямляється, але може залишитися криволінійною і за вищих тисків. Коефіцієнти розчинності газу  $b_{\Gamma} = \Delta\Gamma/\Delta p$  (фази непостійного складу) закономірно відображають зміну  $\Gamma$ .

Нафтам перехідного стану, а особливо близькокритичним вуглеводневим системам, притаманний третій тип процесу розгазування. Крім

області низьких значень тисків – до 5-8 МПа, всі залежності  $\Gamma=f(p)$  мають також явно виражені тенденції приведеного тиску насичення  $\bar{p}_n$  (рис. 1).

**Таблиця 1 – Порівняння параметрів пластових флюїдів за стандартного однократного та диференціального розгазування**

Вихідні дані і основні параметри	Системи					
	1	2	3	4	5	6
Родовище	Долинське	Лопушниське	Малодівицьке	Заводівське	Скоробагатківське	Наріжниське
Відклади, продуктивний горизонт	Еоцен	Альбсеноман	В-15	Палеоцен	В-19	В-20–21
$p_{пл}$ , МПа $t_{пл}$ , °С	33,1 78	72,2 106	29,7 84	58,5 122	4,6 125	40,3 104
Тип пластового флюїду*	ПН	ПН	НПС	НПС	БКВС	БКВС
Початковий тиск насичення $p_{нп}$ , МПа	24,5	36,4	25,8	40,2	44,1	40,3
Газовміст, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> $\Gamma^o$ $\Gamma^д$	179,0 177,2	329,9 294,0	412,0 423,0	402,8 406,9	765,7 852,3	901,7 1028,4
Об'ємний коефіцієнт: $\lambda^o_{пл}$ $\lambda^д_{пл}$	1,465 1,405	1,711 1,638	2,334 2,274	2,032 2,060	2,894 3,444	3,796 4,892
Густина пластової нафти $\rho_{пл}$ , кг/м <sup>3</sup>	721,3	665,9	583,3	597,0	519,7	427,1
В'язкість пластової нафти $\mu_{пл}$ , мПа·с	1,07	0,29	0,30	0,27	0,22	0,23
Густина дегазованої нафти, кг/м <sup>3</sup> $\rho^o_{нд}$ $\rho^д_{нд}$	845,0 846,7	823,8 836,2	811,7 814,0	833,8 840,4	830,1 837,6	816,4 823,9

Примітки: \* ПН – пластова нафта звичайного типу; НПС – нафта перехідного стану; БКВС – близькокритична вуглеводнева система. Індекси “о” і “д” відповідають способів розгазування

жену початкову криволінійну ділянку. Це пояснюється зміною об'ємів рідкої фази за рахунок інтенсивного випарування – виділення великої кількості розчинених легких компонентів на першому етапі розробки. Характеру функцій  $\Gamma=f(p)$  відповідає конфігурація кривих  $\alpha_i=f(p)$ .

Фізичні параметри пластової нафти вивчають експериментальним шляхом, виконуючи стандартне однократне і диференціальне розгазування її глибинних зразків (проб). Дегазація першим способом відбувається в стандартних поверхневих умовах з повним зниженням пластового тиску до атмосферного і пластової температури до 20°С. Диференціальний спосіб моделює процес розгазування безпосередньо в покладі, який розробляється на режимі розчиненого газу за поступового падіння тиску і постійної пластової температури.

Для порівняння динаміки залежностей  $\Gamma^д=f(p)$  і  $\Gamma^o=f(p)$  в процесі диференціального розгазування (індекс “д”) пластових нафт звичайного типу, нафт перехідного стану, а також близькокритичних флюїдів вибрано 6 вуглеводневих систем (табл. 1).

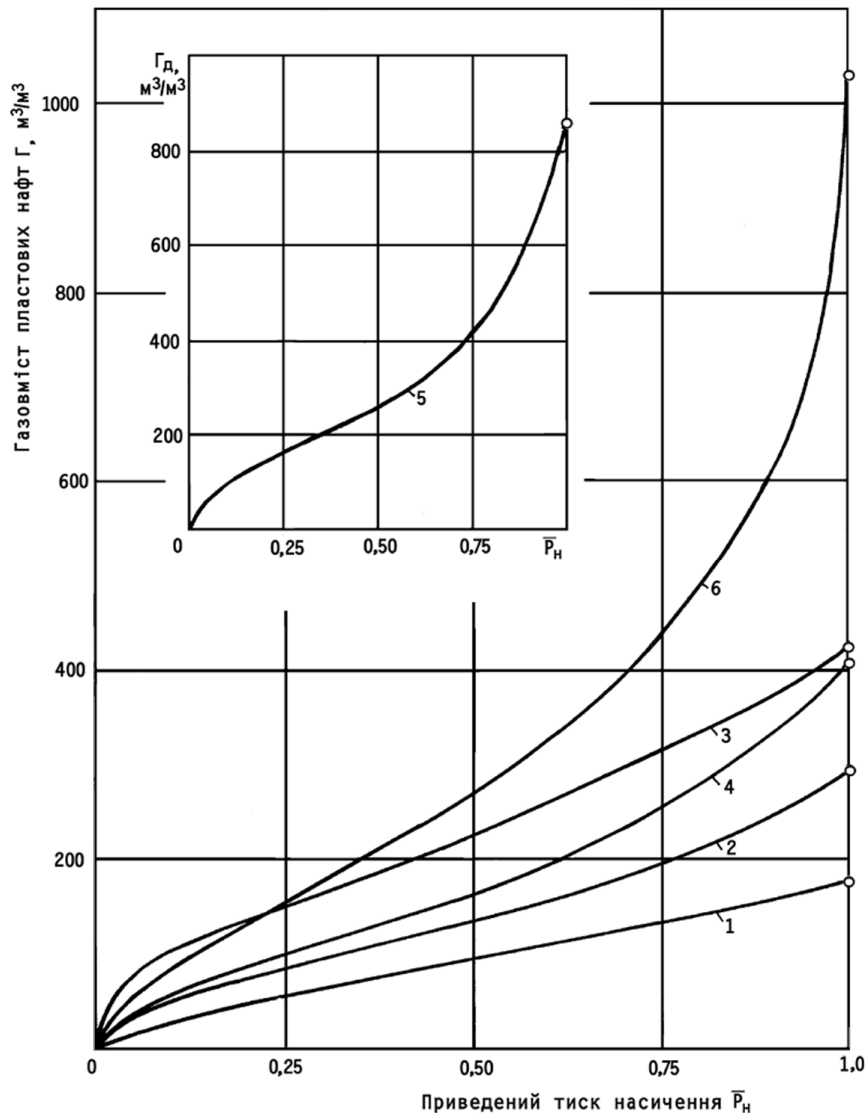
Використовуючи результати лабораторних досліджень, побудовано криві газовмісту як фу-

Цей параметр дає змогу вільно порівнювати характеристики пластових флюїдів незалежно від різниці між дійсними значеннями  $p_n$ . Величина  $\bar{p}_n$  виражається як  $p_n/p_{нп}$ , де  $p_n$  – поточний, а  $p_{нп}$  – початковий тиск фазової рівноваги (тиск насичення) даної системи. Отже,  $\bar{p}_n \leq p_{нп}$  і  $\bar{p}_n$  може змінюватися від 1 до 0. Для вибраних нафт конкретні тиски  $p_{нп}$  знаходяться в межах 24,5-44,1 МПа (див. табл. 1).

Під час падіння  $p_n$  від 1,0 до 0,75 початковий газовміст нафт звичайного типу (системи 1 і 2) зменшується на 44-100 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, що становить 24,9-34,0% від його номінальних значень. У подальших інтервалах  $\bar{p}_n$  – 0,75-0,50 і 0,50-0,25 – у рідкій фазі залишається відповідно 93,0-135,0 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (45,9-52,5%) та 55,0-83,0 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (28,3-31,0%) розчинених легких сполук. Процес розгазування стабільний, без різких змін коефіцієнтів  $\alpha_3^д$  (рис. 2). Останні знижуються від 8,0-15,0 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> МПа<sup>-1</sup> ( $\bar{p}_n \approx 1,0$ ), досягають мінімуму 5,5-6,5 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> МПа<sup>-1</sup> (при  $\bar{p}_n = 0,3-0,4$ ), після якого на останньому етапі падіння тисків ( $\bar{p}_n < 0,20-0,15$ ) зростають.

З нафт перехідного стану (системи 3 і 4) виділяються в аналогічних умовах значно більші об'єми газу (див. рис. 1). Так, при

систем характеризується великими діапазонами. Початкове, навіть неістотне, зниження тисків призводить до виникнення бурхливого про-



Пластові нафти родовищ і покладів:

- 1 – Долинське, еоценовий; 2 – Лопушнянське, альб-сеноманський; 3 – Малодівицьке, В-15;
- 4 – Заводівське, палеоценовий; 5 – Скоробагатківське, В-19; 6 – Наріжнянське, В-20-21

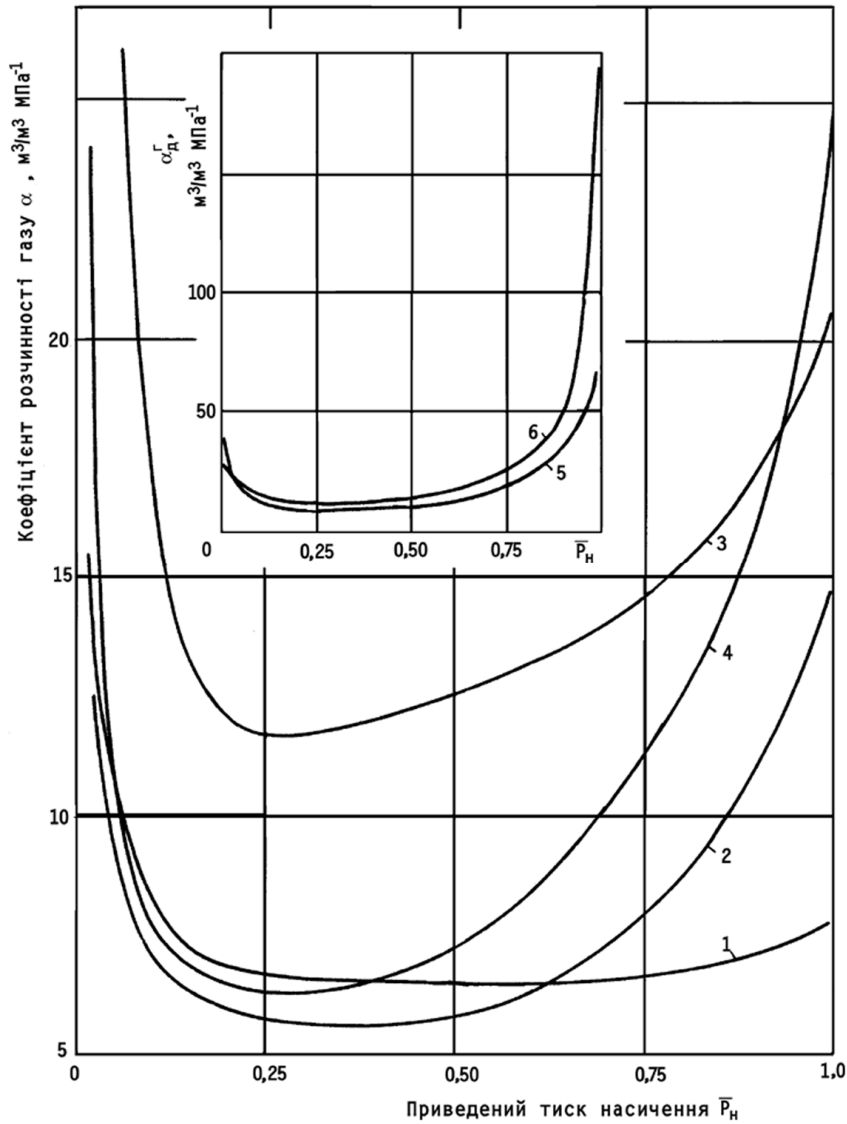
Рисунок 1 – Газовміст пластових нафт як функція приведенного тиску насичення  $\Gamma^D = f(\bar{p}_H)$

$p_H = 1,0-0,75; 0,75-0,50; 0,50-0,25$  кількість сполук, що утворюють летку фазу, становить сумарно 108,0-151,9; 197,0-244,9 та 275,0-309,9 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Відносна концентрація залишку цих компонентів у розчині змінюється адекватно: 62,7-74,5; 39,8-53,4 і 23,8-35,0 %. Як можна легко переко-нати, ці дані майже збігаються з ідентичними показниками для нафт звичайного типу.

Коефіцієнти  $\alpha_{\Gamma}^D$  нафт звичайного типу і пе-рехідного стану при  $\bar{p}_H \approx 1,0$  досягають 21,0-26,0 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> МПа<sup>-1</sup>. Мінімуми функції  $\alpha_{\Gamma}^D = f(\bar{p}_H)$  роз-ташовані в області тисків  $\bar{p}_H = 0,2-0,3$  (рис. 2), тоді  $\alpha_{\Gamma}^D$  становить 6,3-11,70 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> МПа<sup>-1</sup>.

На відміну від інших пластових флюїдів розгазування близькокритичних вуглеводневих

цесу випарування рідкої фази. З падінням  $\bar{p}_H$  тільки на 5% ( $\bar{p}_H = 0,95$ ) газовмісти систем 5 і 6 втрачають 128,3-307,4 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> легких сполук, або 15,1-29,9% номінальних значень (див. рис. 1). При  $p_H = 0,90$  кількість вуглеводнів у вільній газовій фазі суттєво зростає і становить 235,3-413,4 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (27,6-40,3%). Такі масштаби проце-су зумовлені природою та складом флюїдів і виражені надвисокими коефіцієнтами розчин-ності ( $\alpha_{\Gamma}^D$ ). Вони досягають 70-200 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> МПа<sup>-1</sup> ( $p_H \approx 1,0$ ), будучи у 6-10 чи 13-25 разів більши-ми за  $\alpha_{\Gamma}^D$  відповідно нафт перехідного стану та нафт звичайного типу. В діапазоні приведених тисків від 1,0 до 0,8 коефіцієнти  $\alpha_{\Gamma}^D$  стрімко



Пластові нафти родовищ і покладів:

- 1 – Долинське, еоценовий; 2 – Лопушянське, альб-сеноманський; 3 – Малодівицьке, В-15;
- 4 – Заводівське, палеоценовий; 5 – Скоробагатьківське, В-19; 6 – Наріжнянське, В-20-21

Рисунок 2 — Коефіцієнт розчинності газу  $\alpha^D = f(\bar{p}_H)$

знижуються і поблизу  $\bar{p}_H = 0,75$  стають уже сумірними з параметрами розчинності перехідних нафт (див. рис. 2). Але тоді ці системи дегазовані майже наполовину (50,7-57,3%). В подальшому інтенсивність виділення легких сполук дещо сповільнюється. Незважаючи на це, при  $\bar{p}_H = 0,5$  у рідкій фазі залишається лише 26,5-30,5% від початково розчинених компонентів.

Надвисокі коефіцієнти  $\alpha^D$  можуть сприяти впровадженню технології зворотного закачування газу в продуктивні горизонти (підтримування заданого тиску шляхом рециркуляції), однак проектування і практична реалізація згаданого процесу на родовищах, аналогічних Скоробагатьківському або Наріжнянському, враховуючи балансові запаси флюїдів, початкові значення  $p_H$  (40,3–44,1 МПа, див. табл. 1),

технічні труднощі та економічні витрати, залишаються малоймовірними.

У свою чергу різке випарування близько-критичних вуглеводневих систем в умовах постійного падіння тиску  $p_H < p_{HP}$ , матиме тільки негативні наслідки. Зросте фазова проникність порід для газу, що погіршить фільтраційні параметри колекторів для нафти. Продуктивність експлуатаційних свердловин за рідиною поступово знизиться. У піднятих на поверхню сумішах вуглеводнів співвідношення рідинних і легких сполук буде явно на користь останніх. Через те, очевидно, їх склад і фізичні властивості не відповідатимуть справжнім характеристикам пластових флюїдів. Такі суміші можна без особливих сумнівів помилково віднести до газоконденсатів.

Отже, у разі отримання із свердловин промислової продукції з газовими факторами

Таблиця 2 – Порівняння параметрів випарування пластових нафт

Показники	Системи					
	1	2	3	4	5	6
Тип пластового флюїду	ПН	ПН	НПС	НПС	БКВС	БКВС
Пластова температура $t_{пл}, ^\circ\text{C}$	78	106	84	122	125	104
Випарування:						
$V_n^o(y), \%$	20,0	27,7	40,4	31,3	44,8	49,3
$V_n^d(y), \%$	16,4	23,3	38,6	31,7	53,2	60,6

$G_F > 350-400 \text{ м}^3/\text{м}^3$  виникає проблема надійного визначення природи глибинних вуглеводневих систем. З цією метою необхідно провести комплекс спеціальних дослідницьких робіт, рекомендованих УкрДГРІ [2].

За рахунок легких сполук, що виділяються з розчину в окрему фазу, зменшується початкова маса флюїду. Втрати маси, визначені об'ємами та густиною газових компонентів, коливаються в широких межах – від 2-5 до 30%, а у випадку близькокритичних вуглеводневих систем можуть перевищувати 50%. Для їх загальної оцінки пропонується ввести додаткову комплексну характеристику – випарування пластових нафт ( $V_n$ ).

Розглянемо сумарне випарування в стандартному однократному,  $V_n^o(y)$ , і диференціальному,  $V_n^d(y)$ , процесах дегазації, а також диференціальну залежність випарування  $V_n^d$  як відносну масу рідини, здатну перетворитися на газ (пару) після зниження тиску на одиницю.

Сумарне випарування можна визначити за такими формулами:

для стандартного однократного розгазування

$$V_n^o(y) = \frac{G_\Gamma^o}{G_{нпл}} = 1 - \frac{c_{нд}^o}{l_{пл}^o \cdot c_{пл}}, \quad (1)$$

для диференціального розгазування

$$V_n^d(y) = \frac{G_\Gamma^d}{G_{нпл}} = 1 - \frac{c_{нд}^d}{l_{пл}^d \cdot c_{пл}}, \quad (2)$$

де:  $G_{нпл}$  – початкова маса пластової нафти, кг;  
 $G_\Gamma^o$  і  $G_\Gamma^d$  – повна маса утвореної газової фази, кг;

$l_{пл}^o$  і  $l_{пл}^d$  – об'ємний коефіцієнт нафти;  
 $\rho_{пл}$  – густина нафти в пластових умовах,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;

$c_{нд}^o$  і  $c_{нд}^d$  – густина дегазованої нафти,  $\text{кг}/\text{м}^3$ .

Індекси “о” і “д” відповідають способам розгазування.

Випарування  $V_n^o(y)$  і  $V_n^d(y)$  одержимо як показник у частках одиниці. Можна також виражати його в процентах.

Окрім відомих факторів – типу глибинних флюїдів, газовмісту, густини легких компонен-

тів і способу розгазування, конкретні значення  $V_n$  залежать ще від пластової температури. Згідно з численними розрахунками, сумарні втрати початкової маси в стандартному однократному процесі становлять до 25-28% для звичайних пластових нафт, 26-45% для нафт перехідного стану і 45-56% для близькокритичних вуглеводневих систем. Як правило, в умовах пластових температур до 85-100 $^\circ\text{C}$  об'ємні коефіцієнти  $l_{пл}^o$  більші за  $l_{пл}^d$ . Густини дегазованих нафт  $c_{нд}^o$  і  $c_{нд}^d$  майже ідентичні. Про це свідчить їх відношення:  $c_{нд}^o / c_{нд}^d = 1,000-1,014$ . В результаті  $V_n^o(y) > V_n^d(y)$ .

Наслідком загального зростання температури є скорочення різниці між  $l_{пл}^o$  і  $l_{пл}^d$ . У диференціальному процесі розгазування, при  $t_{пл} > 100-110^\circ\text{C}$ , газова фаза істотно збагачується важкими компонентами (гомологами метану), які здатні випаровуватися з рідких вуглеводнів. Тоді спостерігається зворотна залежність  $l_{пл}^o < l_{пл}^d$  і  $V_n^o(y) < V_n^d(y)$ . Крім того, густини  $c_{нд}^d$  на 2-4% вищі від  $c_{нд}^o$ . В умовах згаданих високих глибинних температур нафти звичайного типу втрачають сумарно в цьому процесі до 28-30%, нафти перехідного стану 30-50%, а близькокритичні вуглеводневі системи – 50-65% своєї початкової маси (табл. 2).

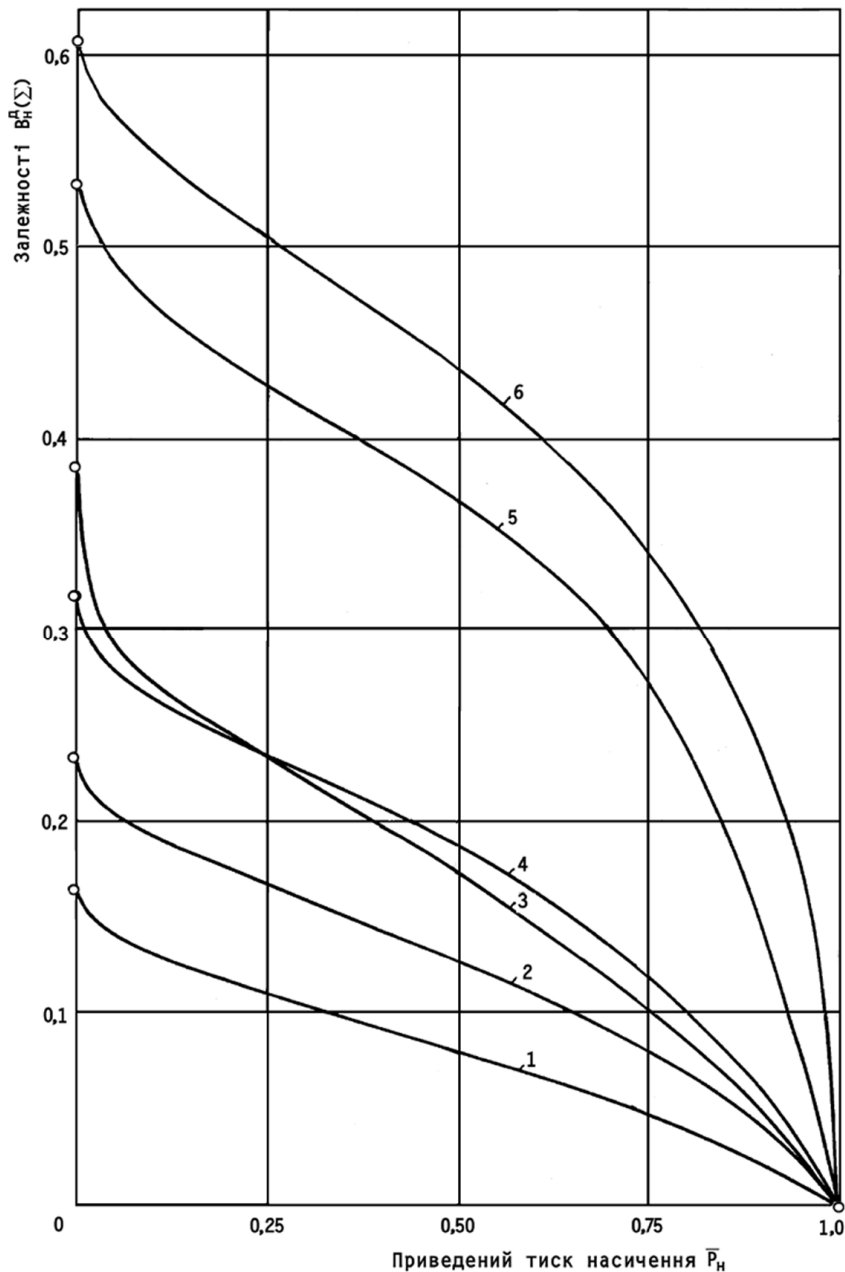
Оскільки падіння тиску під час розробки родовища – процес поступовий, на основі експериментальних матеріалів доцільно будувати сумарні залежності  $V_n^d(y) = f(\bar{p}_n)$

$$V_n^d(y)_i = \frac{\sum_{i=1}^i \Delta G_i^d \cdot c_{гi}^{cp}}{l_{пл}^d \cdot c_{пл}}, \quad (3)$$

де:  $\Delta G_i^d$  – кількість газу, що виділився з розчину на  $i$ -ому ступені падіння тиску,  $\text{м}^3$ ;  
 $\rho_{гi}^{cp}$  – середня густина газу на тому самому ступеню,  $\text{кг}/\text{м}^3$ .

З використанням стандартних кривих  $\lambda^d = f(p)$  і  $\rho_n = f(p)$  даний параметр визначається за формулою

$$V_n^d(y)_i = 1 - \frac{l_i^d \cdot c_{нi}}{l_{пл}^d \cdot c_{пл}}. \quad (4)$$



Пластові нафти родовищ і покладів:

1 – Долинське, еоценовий; 2 – Лопушниське, альб-сеноманський; 3 – Малодівицьке, В-15;  
4 – Заводівське, палеоценовий; 5 – Скоробагатьківське, В-19; 6 – Наріжниське, В-20-21

Рисунок 3 — Залежності  $V_H^d(\Sigma) = f(\bar{p}_n)$

В цьому рівнянні  $\lambda_n^d$  та  $\rho_{ні}$  – об’ємні коефіцієнти і густини газонасичених нафт за будь-якого поточного тиску в покладі, нижчого від початкового тиску фазової рівноваги,  $p_n < p_{нп}$ . Результати розрахунків, одержані згідно з рівняннями (3) і (4), рівноцінні. За атмосферного тиску вирази (2)-(4) відповідають один одному.

За допомогою наведених вище рівнянь побудовано криві випарування  $V_H^d(\Sigma)$  в залежності від приведених значень тиску (рис. 3). Вони наочно ілюструють динаміку зростаючих втрат маси систем 1–6.

Так, в умовах  $\bar{p}_n = 0,75; 0,50$  та  $0,25$  з нафти перехідного стану Малодівицького родовища (горизонт В-15) поступово виділяється в сумі  $108,0; 197,0$  і  $275,0 \text{ м}^3/\text{м}^3$  розчиненого газу. Одночасно змінюється  $V_H^d(y) - 10,2; 17,3$  та  $23,4\%$ . Залежності  $V_H^d(y) = f(\bar{p}_n)$  для нафт звичайного типу більш пологі. В такому самому діапазоні  $\bar{p}_n$  їх випарування становить:  $4,5-8,0; 8,0-12,8$  і  $10,9-16,6\%$ .

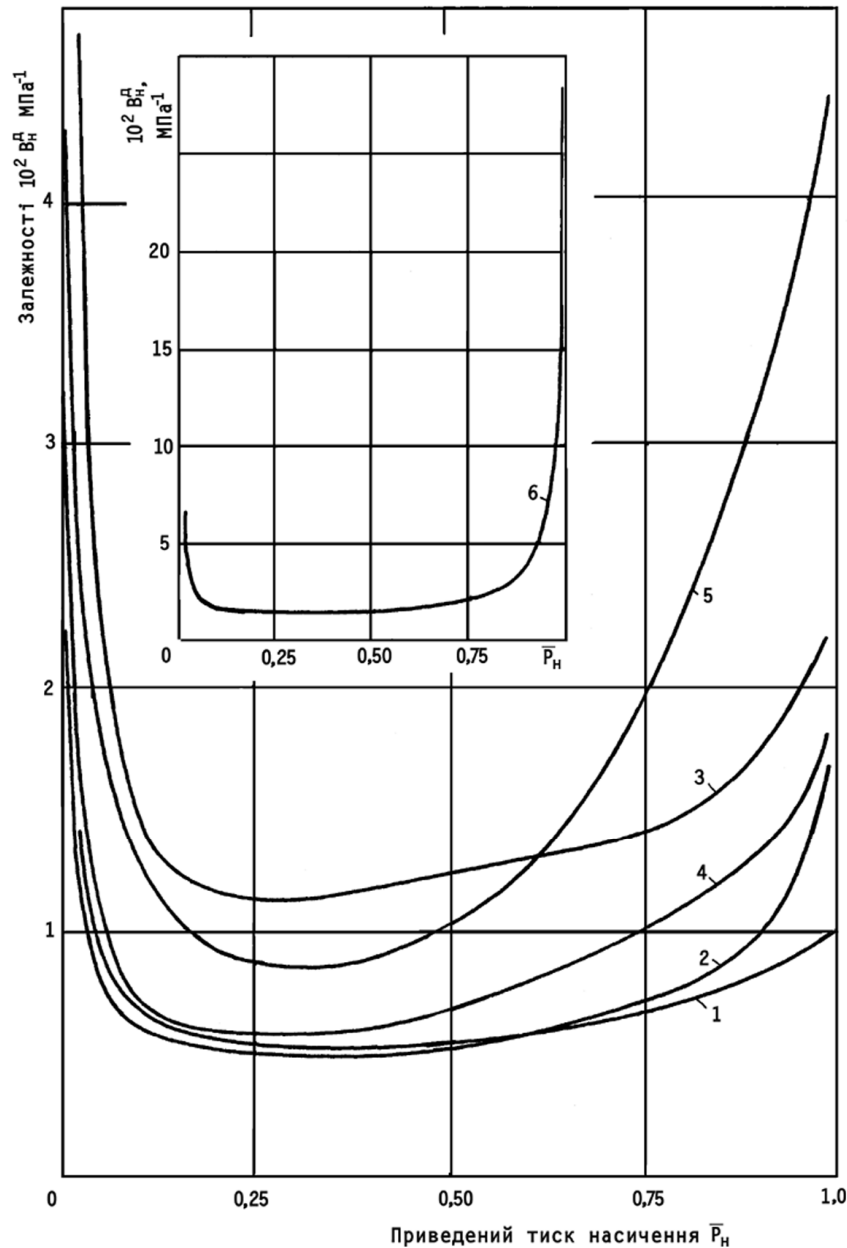
Показники  $V_H^d(y)$  близько критичного флюїду Наріжниського родовища (горизонт В-

20–21) досягають 17,8 і 23,7% за падіння тиску  $\bar{p}_H$  в межах 1,0-0,95 та 0,95-0,90. Отже, незначне, всього на 10%, зниження приведенного тиску фазової рівноваги спричинює втрату системою майже чверті своєї початкової маси. В подальшому, при  $\bar{p}_H = 0,75$ , випарування збіль-

Диференціальна залежність випарування в загальному вигляді розраховується за рівнянням

$$V_H^d = \frac{dG_G}{G_H \cdot \Delta p}, \quad (5)$$

де:  $\Delta G_G$  – маса газової фази, що утворилася під час зниження тиску на  $\Delta p$ ;



Пластові нафти родовищ і покладів:  
 1 – Долинське, еоценовий; 2 – Лопушлянське, альб-сеноманський; 3 – Малодівицьке, В-15;  
 4 – Заводівське, палеоценовий; 5 – Скоробагатківське, В-19; 6 – Наріжнянське, В-20-21

Рисунок 4 — Залежності  $V_H^d = f(\bar{p}_H)$

шується до 34,1 %, а при  $\bar{p}_H = 0,50$  – до 43,7 %.

Другий представник пластових флюїдів цього типу – нафта Скоробагатківського родовища (горизонт В-19) характеризується дещо меншими показниками  $V_H^d(y)$  (рис. 3).

$G_H$  – початкова маса вуглеводневого флюїду.

Рівняння (5) вперше застосував Е.Б.Чекалюк, пов'язуючи зміну об'ємних коефіцієнтів і густин систем з утворенням певної кількості легкої фази [3]. На той час ще не були розвідані поклади не тільки близькокритичних флюїдів,

але й нафт перехідного стану. Експериментально вивчалися лише пластові нафти звичайного типу, що залягають переважно на глибинах до 3000–3200 м, максимальні газомісти яких не перевищують 200–250 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Тому абсолютні значення  $V_n^d$  виявилися неістотними. Майже у повному діапазоні зниження тисків вони коливаються в межах  $(0,4-0,8) \cdot 10^{-2}$  МПа<sup>-1</sup>.

Розрахунки диференціального випарування  $V_n^d$  у поточному процесі рекомендуємо вести згідно з рівняннями

$$V_n^d = \frac{DG_i^d \cdot c_{gi}^{cp}}{\left( L_{пл}^d \cdot c_{пл} - \sum_{j=1}^{i-1} DG_j^d \cdot c_{ij}^{cp} \right) \Delta p_i}, \quad (6)$$

де  $\Delta p_i$  – падіння пластового тиску на даному ступені, МПа.

Якщо відомі експериментальні залежності  $\lambda^d = f(p)$  і  $\rho_n = f(p)$ , то рівняння (6) можна записати у вигляді

$$V_n^d = \frac{1}{\Delta p_i} \left( 1 - \frac{L_i^d \cdot c_{ni}}{L_{i-1}^d \cdot c_{ni-1}} \right). \quad (7)$$

Для першого ступеня падіння пластового тиску добуток  $\lambda_{i-1}^d \cdot \rho_{ni-1}$  відповідає початковій масі флюїду  $G_{нпл} = \lambda_{нпл}^d \cdot \rho_{нпл}$ .

Застосовуючи рівняння (6) або (7), абсолютне значення  $V_n^d$  одержимо в частках одиниці. Його розмірність виражається у МПа<sup>-1</sup>.

Диференціальні залежності випарування і функції коефіцієнтів розчинності газу однотипні. В цьому неважко переконатися, порівнюючи криві  $V_n^d = f(\bar{p}_n)$  (рис. 4) і  $b_{г}^d = f(\bar{p}_n)$  (див. рис. 2). Вони мають подібну конфігурацію. Згідно з результатами досліджень, значення  $V_n^d$  знижуються від  $(4,5-28,0) \cdot 10^{-2}$  МПа<sup>-1</sup> (близько-критичні системи);  $(1,8-2,2) \cdot 10^{-2}$  МПа<sup>-1</sup> (нафти перехідного стану) та  $(1,0-1,7) \cdot 10^{-2}$  МПа<sup>-1</sup> (звичайні пластові нафти) для  $\bar{p}_n \approx 1,0$ ; досягають мінімумів  $(0,5-1,2) \cdot 10^{-2}$  МПа<sup>-1</sup> в області середніх тисків фазової рівноваги ( $\bar{p}_n = 0,25-0,40$ ), а

Перша нитка нафтопроводу Лисичанськ-

УДК 622.691.4

## ГІДРАВЛІЧНІ РОЗРАХУНКИ ПРОЦЕСУ ВИТІСНЕННЯ НАФТИ З ПЕРШОЇ НИТКИ НАФТОПРОВОДУ ЛИСИЧАНСЬК-ТИХОРЕЦЬК

М.Д.Середюк, А.С.Івоняк

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42166,  
e-mail: tzng@ifdtung.if.ua

Выполнены гидравлические расчеты последовательного перемещения нефти и воды по рельефному трубопроводу и разработаны рекомендации по освобождению от нефти первой нитки нефтепровода Лисичанск-Тихорецк.

Тихорецьк – це частина складної за структурою двониткової нафтопровідної системи, яка здійснювала перекачування нафти на експорт через морський порт у Новоросійську (Росія). У межах території України пролягає 179 км траси зазначеного нафтопроводу. Після спорудження в 2001 році обвідної ділянки нафтопроводу, яка проходить територією Росії, обсяги транзиту відтак знову зростають при  $\bar{p}_n < 0,20-0,25$  (див. рис. 4). Отже, випарування різних вуглеводневих флюїдів змінюється в дуже широких межах.

Криві  $V_n^d(p)$  і  $V_n^d(\bar{p}_n)$  як функції  $p_n$  або  $\bar{p}_n$  можна будувати у повному діапазоні падіння тиску в покладі – від початкового  $p_{нп}$  до атмосферного. Проте доцільно обмежувати розрахунки тиском закидування розробки ( $p_k$ ). Останній диктується конкретними технічними і технологічними вимогами.

Величини  $V_n^o(p)$  і  $V_n^d(\bar{p}_n)$  рекомендується використовувати для оцінки запасів нафти та розчинених газових вуглеводневих сполук. Диференціальні залежності  $V_n^d$  знайдуть практичне застосування в розрахунках нафтовилучення продуктивних горизонтів, що розробляються на режимах розчиненого газу [4].

### Література

1. Намиот А.Ю. Фазовые равновесия в добыче нефти. – М.: Недра, 1976. – 183 с.
2. Філяс Ю.Г. Нафти перехідного стану і близькокритичні вуглеводневі системи // Геологія і геохімія горючих копалин. – № 1-2 (94-95). – С. 96-106.
3. Чекалюк Э.Б. Основы пьезометрии залежей нефти и газа. – К.: Гос. изд-во технич. лит. УССР, 1961. – 286 с.
4. Філяс Ю.Г. Випарування пластових нафт // Нафта-Газ України-98. Матеріали 5-ї Міжнародної конференції: Зб. наук. праць – Полтава: УНГА, 1998. – С. 82-83.

нафти по вітчизняній ділянці нафтопроводу Лисичанськ-Тихорецьк різко скоротилися. Суттєве зменшення обсягів перекачування нафти по ділянці Лисичанськ-Родіонівка призвело до економічної недоцільності експлуатації двони-